

# برنامه ریزی مقید به ریسک توسعه شبکه انتقال در بازارهای رقابتی برق با در نظر گرفتن انرژی تأمین نشده و قطع تولید منابع بادی

رضا حیدری<sup>۱</sup> و تقی بارفروشی<sup>۲\*</sup>

اطلاعات مقاله	چکیده
<p>نوع مقاله: پژوهشی دریافت مقاله: ۱۴۰۰/۱۰/۱۸ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۰۱/۱۴ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۳/۱۸</p>	<p>گسترش روزافزون استفاده از منابع بادی جهت تولید انرژی الکتریکی، با توجه به عدم قطعیت آنها، برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال را با چالش های جدیدی مواجه نموده است. قطع تولید بادی ناشی از توسعه نامناسب خطوط انتقال منجر به عدم قابلیت استفاده مطلوب از ظرفیت تولید این منابع می گردد. در این مقاله، روشی برای برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال در بازار برق در حضور منابع بادی با رویکرد همزمان بیشینه سازی بهره برداری از این منابع با در نظر گرفتن هزینه قطع تولید بادی و نیز کاهش انرژی تامین نشده ارائه شده و در ادامه، مدل ارائه شده با در نظر گرفتن شاخص ریسک توسعه می یابد. جهت دست یابی به این هدف، از یک مدل دوسطحی تصادفی مقید به ریسک استفاده شده است. در سطح بالا، تصمیمات توسعه شبکه انتقال توسط بهره بردار مستقل سیستم (ISO) با هدف کمینه سازی هزینه توسعه و هزینه انرژی تامین نشده انتظاری (EENS) اتخاذ می گردد. در سطح پایین، مسئله تسویه بازار با هدف بیشینه سازی رفاه اجتماعی حل می شود. با استفاده از ثنوری دوگانی، مدل ارائه شده ابتدا به یک مسئله MPEC تصادفی تبدیل شده و سپس مسئله MILP نهایی استخراج می گردد. مدل ارائه شده بر روی شبکه نمونه شش شینه Garver و سیستم تست قابلیت اطمینان IEEE (RTS) تست شده است. نتایج شبیه سازی نشان می دهد که در نظر گرفتن هزینه قطع تولید بادی منجر به افزایش استفاده از واحدهای بادی و کاهش انرژی تولیدی واحدهای فسیلی شده است که از نقطه نظر زیست محیطی مهم می باشد. در عین حال با در نظر گرفتن ریسک، انرژی تولیدی انتظاری منابع بادی کاهش یافته است.</p>
<p><b>واژگان کلیدی:</b> انرژی تامین نشده انتظاری، برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال، ریسک، قطع تولید بادی.</p>	

## ۱- مقدمه

تکیه بر نیروگاه های سنتی براساس یک الگوی آلاینده و مغایر با سیاست های آزادسازی و کربن زدایی بین المللی بوده است. فشارهای اجتماعی در جهت تغییر این روند به صورت روزافزون ادامه دارد. تضمین امنیت تأمین انرژی برای جوامع مدرن کنونی حیاتی است. این امر نیازمند اطمینان از کافی بودن منابع و نیز سرمایه گذاری اساسی در سیستم های انتقال با رویکرد استفاده موثر از این منابع می باشد. پس از ورود صنعت برق به بازارهای رقابتی،

امروزه با رشد روزافزون مصرف انرژی الکتریکی به عنوان محور توسعه جوامع، نیاز به منابع انرژی پایدار و دسترسی مطمئن مراکز مصرف به آنها بیش از پیش احساس می شود. روش های سنتی تولید برق در حال از دست دادن جایگاه خود بوده و با افزایش آگاهی عمومی در مورد مسائل زیست محیطی، تمایل به روش های پاک تر و ارزان تر تأمین انرژی الکتریکی افزایش یافته است. توسعه شبکه انتقال تاکنون با

\* پست الکترونیک نویسنده مسئول: barforoshi@nit.ac.ir

۱. دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل  
۲. دانشیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل

حل مسئله از NSGAI استفاده شده است که منجر به پاسخ‌های ناغالب تحت عنوان مجموعه‌های بهینه پارتو شده و براساس تصمیم‌گیری مبتنی بر فازی جواب‌های نهایی به دست آمده است. هزینه ریسک براساس انرژی تأمین نشده انتظاری<sup>۴</sup> (EENS) محاسبه شده است. در [۷] مسئله TNEP در بازار برق حوضچه‌ای به صورت دوسطحی مدل سازی شده است. در سطح بالا، تصمیمات توسعه شبکه انتقال با هدف کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری و بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی انتظاری اتخاذ شده و در سطح پایین، تسویه بازار انجام شده است. در [۸] برنامه‌ریزی با در نظر گرفتن سرمایه‌گذاری همزمان شبکه انتقال و مزارع بادی با هدف کمینه‌سازی پرداختی مصرف‌کنندگان و هزینه سرمایه‌گذاری مورد مطالعه قرار گرفته است. بدین منظور از یک مدل دوسطحی استفاده شده است. عدم قطعیت بار و باد لحاظ گردیده اما بار ثابت فرض شده و پیشنهاددهی تقاضای بار در بازار لحاظ نشده است.

در [۹] مسئله TNEP احتمالی چند هدفه در حضور منابع بادی ارائه شده است. جهت حل مسئله از روش NSGAI به همراه پخش بار DC استفاده شده است. بدین ترتیب پاسخ‌های بهینه پارتو مشخص شده و با استفاده از یک روش مصالحه‌ای، براساس اولویت‌های تصمیم‌گیرنده برنامه نهایی تعیین شده است. اهداف مسئله شامل کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال، بیشینه‌سازی سود سرمایه‌گذار خصوصی و بیشینه‌سازی قابلیت اطمینان از طریق کمینه‌سازی EENS می‌باشد. در [۱۰] با استفاده از پخش بار بهینه و روش مونت کارلو اثر مزارع بادی بر میزان تبادل توان بین ناحیه‌ها مورد ارزیابی قرار گرفته است. از روش مونت کارلو جهت لحاظ نمودن احتمال وقوع خطا در تجهیزات و نیز تغییرات توان تولیدی مزارع بادی استفاده شده و پخش بار بهینه نیز برای مشخص نمودن قابلیت تبادل کلی شبکه به کار گرفته شده است. در [۱۱] یک مدل غیرقطعی برنامه‌ریزی توسعه انتقال و تولید با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های بار و توان بادی ارائه شده است. جهت تعیین طرح توسعه از معیار حداقل-حداکثر پشیمانی در برنامه‌ریزی استفاده شده است. در [۱۲] تسویه هماهنگ بازارهای برق و گاز با استفاده از روش KKT<sup>۵</sup> انجام شده و

استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر بخصوص منابع بادی توسعه یافته است. اتصال روزافزون حجم وسیعی از نیروگاه‌های بادی، با توجه به عدم قطعیت آنها، چالش‌های جدیدی در برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال<sup>۱</sup> (TNEP) ایجاد کرده است. جهت روبرو شدن با این چالش‌ها، سرمایه‌گذاری در خطوط انتقال با رویکردی جدید، ضروری به نظر می‌رسد. در این مقاله هدف، ارائه مدلی جهت برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال با رویکرد همزمان استفاده بیشتر از منابع بادی و نیز کاهش انرژی تأمین نشده و در عین حال در نظر گرفتن ریسک می‌باشد.

تحقیقات گسترده‌ای در زمینه TNEP انجام شده است. در [۱] برنامه‌ریزی احتمالی با در نظر گرفتن عدم قطعیت باد و بار و پیشامد خطوط ارائه شده است. بدین منظور از تجزیه بندرز به همراه روش مونت کارلو استفاده شده است. تابع هدف شامل کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری شبکه و قطع بار می‌باشد. در [۲] یک مدل MILP<sup>۲</sup> مقاوم با در نظر گرفتن عدم قطعیت بار و باد ارائه شده است. جهت حل مسئله از الگوریتم تجزیه بندرز استفاده شده است به طوری که مسئله اصلی به دنبال کمینه‌سازی هزینه توسعه شبکه انتقال با در نظر گرفتن سناریوی با بیشترین میزان قطع بار تعیین شده توسط زیر مسئله می‌باشد. در [۳] یک روش ترکیبی جهت حل مسئله TNEP ارائه گردیده است. بدین منظور از یک الگوریتم اکتشافی مبتنی بر MILP استفاده شده است به طوری که پاسخ بهینه حاصل از مدل DC و پاسخ تقریبی به کمک الگوریتم ژنتیک از مدل AC به عنوان ورودی یک الگوریتم اکتشافی اعمال گردیده و در یک فرآیند مبتنی بر تکرار، جواب نهایی استخراج می‌گردد.

در [۴] برنامه‌ریزی چندهدفه با استفاده از روش NSGAI<sup>۳</sup> به همراه فرآیند تصمیم‌گیری مبتنی بر فازی ارائه شده است. کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال، هزینه قطع بار ناشی از خروج خطوط و هزینه تراکم مورد توجه است. در [۵] و [۶] از یک روش بهینه‌سازی چند هدفه جهت حل مسئله TNEP استفاده شده است. منابع بادی در نظر گرفته شده و تابع هدف شامل هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه تراکم و هزینه ریسک است. جهت

<sup>4</sup> Expected energy not supplied

<sup>5</sup> Karush-Kuhn-Tucker

<sup>1</sup> Transmission network expansion planning

<sup>2</sup> Mixed-integer linear programming

<sup>3</sup> Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm

گرفتن عدم قطعیت‌های تقاضای بار و تولید توسط روش BD ارائه شده است. تابع هدف مسئله اصلی شامل هزینه ناشی از قطع منابع تجدیدپذیر و هزینه سرمایه‌گذاری می‌باشد. تابع هدف زیرمسئله بررسی امکان پذیری، کمینه‌سازی قطع بار و قطع توان تجدیدپذیر بوده و تابع هدف زیرمسئله بهیمنگی، هزینه قطع توان تجدیدپذیر می‌باشد. در [۱۹] TNEP با در نظر گرفتن عدم قطعیت بار و منابع بادی، قابلیت اطمینان سیستم و برنامه پاسخگویی بار ارائه شده است. تابع هدف شامل هزینه سرمایه‌گذاری شبکه، ریسک، تراکم و نیز مشوق‌های برنامه پاسخگویی بار می‌باشد. جهت در نظر گرفتن قابلیت اطمینان از معیار EENS استفاده شده است. در [۲۰] جهت حل مسئله TNEP تصادفی مقید به امنیت از یک روش تجزیه به همراه دسته بندی سناریوها با استفاده از یک روش اکتشافی استفاده شده است. این روش منجر به دستیابی به پاسخ‌های بهتر و کاهش زمان محاسبات گردیده است. در [۲۱] از یک روش بهینه‌سازی مقاوم و یک مدل سه سطحی استفاده شده است. سطح اول، برنامه توسعه را با کمینه سازی هزینه کل مشخص می‌کند. سطح میانی بدترین تحقق عدم قطعیت‌ها به ازای برنامه تعیین شده در سطح اول را با هدف بیشینه‌سازی هزینه بهره‌برداری ارائه می‌دهد. سطح پایین، بهره‌برداری بهینه سیستم را با هدف کمینه سازی هزینه تولید و هزینه قطع بار تعیین می‌کند. در [۲۲] مسئله TNEP با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های کوتاه مدت و بلندمدت حل شده است. در مدل سه سطحی مقاوم ارائه شده، سطح اول بیانگر تصمیمات توسعه با هدف کمینه‌سازی هزینه کل می‌باشد. در سطح میانی، بدترین تحقق متغیرهای نایقین مشخص شده و بهترین عکس‌العمل بهره‌بردار با کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری در سطح سوم تعیین می‌شود. مسئله سه سطحی به مسئله دوسطحی تبدیل و توسط الگوریتم BD حل شده است. عدم قطعیت‌های کوتاه مدت توسط سناریو و عدم قطعیت‌های بلندمدت توسط مجموعه‌های مقاوم مدل شده است. در [۲۳] یک مدل TNEP مقاوم فازی چند مرحله‌ای ارائه شده است. پیش بینی تقاضای بار بر مبنای مدل فازی و توان منابع تجدیدپذیر براساس مدل بازه‌ای در نظر گرفته

تاثیر متقابل محدودیتها و قیمت‌های مربوط به دو بازار بررسی شده است. تسویه هرکدام از این بازارها توسط بهره‌بردار مربوطه با در نظر گرفتن محدودیت‌های خطوط و تولید و هماهنگی با بازار دیگر صورت گرفته است.

در [۱۳] اثرات منابع تولید بادی در TNEP مورد بررسی قرار گرفته است. مسئله TNEP به صورت یک مسئله MILP مدل شده است. تابع هدف شامل هزینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال و هزینه بهره‌برداری سیستم می‌باشد. تاثیر بهره‌برداری منابع بادی بر اقتصاد سیستم با در نظر گرفتن بازار رزرو و هزینه دسترسی رزرو و نیز اثر این منابع بر امنیت سیستم از طریق اعمال قید<sup>۱</sup> LOLE لحاظ شده است. در [۱۴] یک روش کاهش سناریو جهت کاهش زمان محاسباتی الگوریتم BD<sup>۲</sup> برای حل مسئله TNEP غیرقطعی ارائه شده است. عدم قطعیت‌های مسئله شامل توان تولیدی منابع بادی و تقاضای بار می‌باشد. بدین منظور از یک الگوریتم جستجوی مستقیم بر مبنای حداقل فاصله کانتورویچ استفاده شده است. [۱۵] روشی جهت حل مسئله TNEP مقید به امنیت با کاهش زمان اجرا ارائه کرده است. بدین منظور از روش BD شاخه و برش استفاده شده که مزیت آن نسبت به روش BD مرسوم، تبدیل مسئله اصلی از حالت MILP به LP<sup>۳</sup> می‌باشد.

در [۱۶] TNEP با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع بادی و پاسخگویی بار ارائه شده است. هدف، کاهش هزینه کلی با کاهش قطع تولید بادی و هماهنگی بهتر بین توزیع توان واحدها و پاسخگویی بار می‌باشد. براساس روش BD، مسئله TNEP به یک مسئله اصلی و دو زیر مسئله تجزیه شده و با روش مبتنی بر تکرار حل می‌گردد. تابع هدف شامل هزینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال، هزینه تولید، هزینه پاسخگویی بار و هزینه ریسک عدم امنیت است. در [۱۷] TNEP با در نظر گرفتن شرایط پیشامد N-1 و با هدف کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری و قطع تولید بادی ارائه شده است. مسئله توسط الگوریتم ژنتیک حل شده و یک مصالحه بین هزینه سرمایه‌گذاری و استفاده از مزارع بادی برقرار شده است. تابع هدف شامل هزینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال، هزینه بهره‌برداری واحدهای فسیلی جایگزین واحدهای بادی قطع شده و جریمه انرژی تأمین نشده می‌باشد. در [۱۸] حل مسئله TNEP با در نظر

<sup>3</sup> Linear programming

<sup>1</sup> Loss of load expectation

<sup>2</sup> Benders decomposition

تقاضای بار و ظرفیت تولید واحدها و نیز تغییرات کوتاه‌مدت تقاضای بار و توان تولیدی منابع تجدیدپذیر در نظر گرفته شده است. مسئله اصلی تصمیمات توسعه شبکه انتقال را با کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه بهره‌برداری تعیین می‌کند و بدترین تحقق عدم قطعیت‌ها و نیز بهره‌برداری بهینه نیز در زیرمسئله مشخص می‌گردد.

بررسی مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که گرچه TNEP در حضور منابع بادی لحاظ شده است، اما به برنامه‌ریزی توسعه با رویکرد همزمان استفاده بیشتر از منابع بادی و کاهش انرژی تأمین نشده در محیط بازار توجه نشده است. بر این اساس، در این مقاله، چارچوبی جهت برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال مقید به ریسک با هدف کاهش قطع تولید بادی و انرژی تأمین نشده در بازار رقابتی برق ارائه شده است.

در چارچوب ارائه شده در این مقاله، از یک مدل دوسطحی تصادفی مقید به ریسک استفاده می‌گردد. در سطح بالا، تصمیمات توسعه شبکه انتقال توسط بهره‌بردار مستقل سیستم<sup>۵</sup> (ISO) با هدف کمینه‌سازی هزینه انرژی تأمین نشده (EENS) و هزینه سرمایه‌گذاری اتخاذ می‌گردد. به علاوه، جهت استفاده بیشتر از منابع بادی، هزینه قطع تولید بادی به تابع هدف سطح بالا افزوده شده است، که از دیدگاه زیست محیطی قابل توجه می‌باشد. همچنین با توجه به عدم قطعیت‌های موجود در مسئله، تصمیمات توسعه با ریسک همراه خواهد بود. لذا میزان ریسک پذیری مورد توجه قرار گرفته است. در سطح پایین، با در نظر گرفتن تصمیمات توسعه اتخاذ شده در سطح بالا، مسئله تسویه بازار با هدف بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی حل می‌شود. با استفاده از تئوری دوگانی مدل دوسطحی ارائه شده تبدیل به یک مسئله MPEC<sup>۶</sup> شده و سپس مسئله MILP حاصل می‌گردد. در نهایت، مدل ارائه شده بر روی شبکه نمونه شش شینه Garver و سیستم تست قابلیت اطمینان IEEE (RTS<sup>۸</sup>) تست شده است. نوآوری‌های مطالعه حاضر به شرح ذیل است:

- ارائه چارچوبی به منظور برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال در بازار رقابتی برق با در نظر گرفتن قطع تولید منابع بادی و انرژی تأمین نشده

شده است. الگوریتم شاخه و کران بهبود یافته<sup>۱</sup> (IBB) برای بررسی امنیت اعمال گردیده است. از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات<sup>۲</sup> (PSO) نیز جهت تعیین تعداد خطوط جدید در هر مسیر استفاده شده است. تابع هدف هزینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال می‌باشد. در [۲۴] حل مسئله TNEP با در نظر گرفتن حجم بزرگی از سناریوها بدون کاهش سناریو با استفاده از یک روش خوشه بندی ارائه شده است. به کمک الگوریتم BD، مسئله برنامه‌ریزی توسعه به یک مسئله اصلی با هدف اتخاذ تصمیمات بهینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال و چندین زیرمسئله بهره‌برداری تجزیه شده است. از روش برنامه‌ریزی خطی چند پارامتری (MPLP<sup>۳</sup>) جهت دسته بندی سناریوها در زیرمسئله‌های بهره‌برداری در هر تکرار استفاده شده است. [۲۵] یک مدل TNEP مبتنی بر ریسک در حضور منابع بادی با هدف ایجاد مصالحه بین هزینه سرمایه‌گذاری و قطع تولید بادی ارائه نموده است. همچنین از یک روش آزادسازی محدب جهت کاهش فضای جستجو و در نتیجه کاهش حجم محاسبات استفاده شده است. تابع هدف شامل هزینه بهره‌برداری و هزینه سرمایه‌گذاری شبکه می‌باشد. [۲۶] TNEP مقاوم در حضور منابع بادی و با در نظر گرفتن شرایط پیشامد N-1 و تلفات خطوط انتقال را ارائه می‌دهد. جهت حل مسئله از الگوریتم BD استفاده شده است. بدین ترتیب یک مسئله اصلی با هدف کمینه‌سازی هزینه توسعه جهت اتخاذ تصمیمات سرمایه‌گذاری انتقال و زیرمسئله‌های شامل DC OPF<sup>۴</sup> تکراری با هدف کمینه‌سازی قطع بار و قطع تولید بادی حاصل شده است. عدم قطعیت باد توسط روش خوشه‌بندی k-means مدل‌سازی شده است. در [۲۷] از یک مدل دوسطحی جهت برنامه‌ریزی توسعه انتقال در بازار برق در حضور منابع بادی استفاده شده است. در سطح بالا، تصمیمات توسعه شبکه انتقال با هدف بیشینه‌سازی تقاضا رفاه اجتماعی انتظاری و هزینه توسعه شبکه اتخاذ گردیده و تسویه بازار در سطح پایین انجام شده است. در [۲۸] مسئله TNEP استاتیکی مقاوم تطبیقی با در نظر گرفتن قیود نامحدب بهره‌برداری ارائه شده است. بدین منظور از الگوریتم تولید ستون و قید تودرتو<sup>۵</sup> استفاده شده است. عدم قطعیت‌های بلندمدت

<sup>5</sup> Nested column-and-constraint generation algorithm

<sup>6</sup> Independent system operator

<sup>7</sup> Mathematical programming with equilibrium constraints

<sup>8</sup> Reliability test system

<sup>1</sup> Improved branch-and-bound

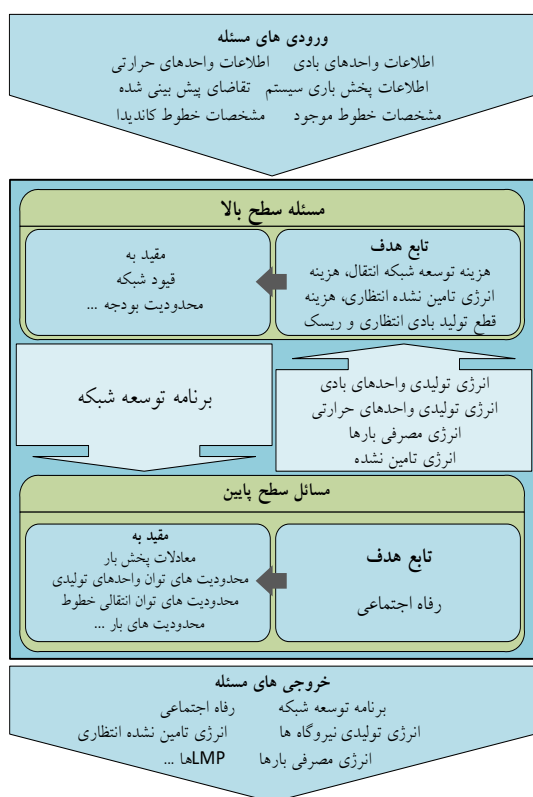
<sup>2</sup> Particle swarm optimization algorithm

<sup>3</sup> Multiple parametric linear programming

<sup>4</sup> Optimal power flow

شده با توان بادی قابل استحصال در تابع هدف سطح بالا اعمال شده است. بعلاوه تصمیمات توسعه شبکه انتقال به علت عدم قطعیت‌های موجود در مسئله، با ریسک همراه خواهد بود. لذا TNEP با در نظر گرفتن میزان ریسک پذیری توسعه دهنده ارائه می‌گردد. معیار مورد استفاده برای در نظر گرفتن میزان ریسک پذیری توسعه دهنده، معیار ارزش در معرض خطر مشروط<sup>۱</sup> (CVAR) می‌باشد. تصمیمات سرمایه‌گذاری اتخاذ شده در سطح بالا در مسائل سطح پایین اعمال می‌گردد.

مسائل سطح پایین شامل تسویه بازار مقید به قیود شبکه برای هر سناریو و هر دوره زمانی با در نظر گرفتن تصمیمات سرمایه‌گذاری از مسئله سطح بالا با هدف بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی می‌باشد. با استفاده از تئوری دوگانی، مدل دوسطحی ارائه شده به صورت یک مسئله MPEC فرمول بندی شده و در نهایت به یک مسئله MILP تبدیل می‌شود. خروجی‌های مدل پیشنهادی شامل برنامه توسعه شبکه، انرژی تولیدی واحدهای تولیدی، انرژی مصرفی مصرف کنندگان، LMP<sup>۲</sup>ها، رفاه اجتماعی، انرژی تامین نشده، قطع تولید بادی و ... می‌باشد.



شکل ۱- چارچوب کلی مطالعه

• فرمول بندی چارچوب پیشنهادی به صورت یک مدل دوسطحی تصادفی مقید به ریسک با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های تولید منابع بادی و پیش بینی تقاضای بار

• تبدیل مدل ارائه شده به یک مسئله MILP

در بخش دوم چارچوب پیشنهادی معرفی می‌گردد. در بخش سوم، فرمول بندی مدل پیشنهادی ارائه می‌شود که شامل مدل دوسطحی، مسئله MPEC و در نهایت تبدیل به مسئله MILP می‌باشد. در بخش چهارم، مطالعات موردی و نتایج آنها بررسی می‌شود. در نهایت در بخش پنجم نتیجه‌گیری ارائه می‌گردد.

## ۲- معرفی چارچوب پیشنهادی

در این مقاله، هدف ارائه یک مدل TNEP تصادفی مقید به ریسک در حضور منابع بادی با هدف کاهش قطع تولید بادی و انرژی تامین نشده در محیط بازار می‌باشد. بازار برق مبتنی بر حوضچه بوده و تولیدکنندگان براساس هزینه حدی خود در بازار شرکت می‌کنند. برنامه‌ریزی توسعه شبکه به صورت متمرکز بوده و تحت نظارت ISO انجام می‌شود. سیستم مورد مطالعه شامل منابع تولید حرارتی و تجدیدپذیر می‌باشد. منابع تولید تجدیدپذیر از نوع بادی بوده و محل نصب آنها به عنوان ورودی مسئله معلوم می‌باشد. شبکه انتقال به صورت DC مدل می‌شود. مدل سازی برنامه‌ریزی از نظر افق زمانی به صورت استاتیک است. عدم قطعیت‌های مسئله شامل پیش بینی تقاضای بار و توان تولیدی واحدهای تجدیدپذیر است. سمت تقاضا حساس به قیمت می‌باشد.

اطلاعات ورودی مدل شامل اطلاعات پخش باری سیستم، مشخصات خطوط موجود و کاندیدا، اطلاعات واحدهای بادی و فسیلی، تقاضای بار پیش بینی شده و... برای ISO معلوم می‌باشد. چارچوب مدل پیشنهادی در شکل (۱) نشان داده شده است. مطابق شکل (۱) یک مدل دوسطحی تصادفی مقید به ریسک جهت حل مسئله TNEP در محیط بازار استفاده شده است. مسئله سطح بالا بیانگر تصمیمات ISO جهت توسعه شبکه انتقال با هدف کمینه سازی هزینه EENS و هزینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال می‌باشد. جهت استفاده بیشتر از منابع تولید بادی، هزینه قطع تولید بادی معادل تفاوت توان بادی استحصال

<sup>2</sup> Locational marginal prices

<sup>1</sup> Conditional Value at Risk

$$\begin{aligned}
 & \text{Max.} \\
 & \sum_{t \in \Omega^T} N_t^h \left[ \sum_{s \in \Omega^s} \delta(s) \left[ - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_{jt}(s) \right] \right. \\
 & - \sum_{t \in \Omega^T} N_t^h \left[ \sum_{s \in \Omega^s} \delta(s) \left[ \sum_{y \in \Omega^{GW}} \lambda_{wc} (P_{yt}^{wmax}(s)) \right. \right. \\
 & \left. \left. - g_{w_{yt}}(s) \right] \right] - CRF \times \sum_{k \in \Omega^{L+}} c_k x_k \\
 & + \beta \left[ \eta - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s \in \Omega^s} \delta(s) S(s) \right] \\
 & \text{S.T.}
 \end{aligned} \tag{1}$$

$$\begin{aligned}
 & \eta \\
 & - \left[ \sum_{t \in \Omega^T} N_t^h \left[ - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_{jt}(s) \right] \right. \\
 & - \sum_{t \in \Omega^T} N_t^h \left[ \sum_{y \in \Omega^{GW}} \lambda_{wc} (P_{yt}^{wmax}(s)) \right. \\
 & \left. \left. - g_{w_{yt}}(s) \right] \right] - CRF \times \sum_{k \in \Omega^{L+}} c_k x_k \leq S(s)
 \end{aligned} \tag{2}$$

$$\sum_{k \in \Omega^{L+}} c_k x_k \leq c^{\max} \tag{3}$$

$$x_k = 1 \forall k \in \Omega^L \setminus \Omega^{L+} \tag{4}$$

$$x_k \in \{0,1\} \forall k \tag{5}$$

$$S(s) \geq 0 \tag{6}$$

where

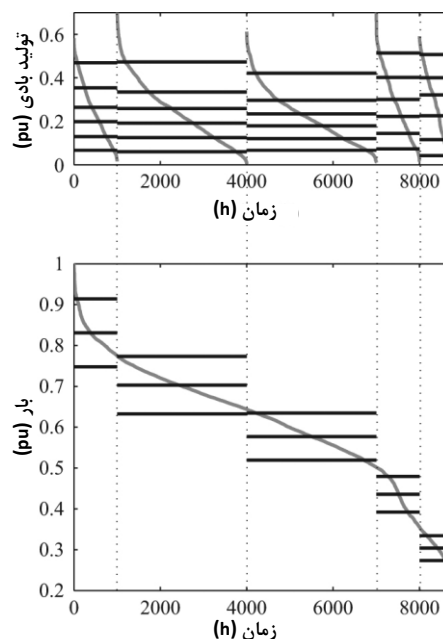
$g_{ibt}(s), \forall i, b, t, s; g_{w_{yt}}(s), \forall y, t, s;$   
 $d_{jht}(s), \forall j, h, t, s; r_{jt}(s), \forall j, t, s \in$

$$\arg \left\{ \max. \begin{bmatrix} \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jht}(s) - \\ \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ibt}(s) - \\ \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_{jt}(s) \end{bmatrix} \right. \tag{7}$$

S.T.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i \in \Psi_n^G} \sum_{b \in \Omega_i} g_{ibt}(s) + \sum_{y \in \Psi_n^{GW}} g_{w_{yt}}(s) \\
 & - \sum_{k | s_e(k)=n} f_{kt}(s) + \sum_{k | r_e(k)=n} f_{kt}(s) \\
 & + \sum_{j \in \Psi_n^D} r_{jt}(s) \\
 & = \sum_{j \in \Psi_n^D} \sum_{h \in \Omega_j} d_{jht}(s) : \lambda_{nt}(s) \forall n
 \end{aligned} \tag{8}$$

مطابق شکل (۲) سال هدف به پنج دوره زمانی تقسیم شده و عدم قطعیت‌های مربوط به بار و باد در همه دوره‌های زمانی اعمال شده است. در سال هدف، تقاضای بار در هر شینه توسط یک منحنی تداوم بار ثابت تک‌های شامل تعدادی از بازه‌های زمانی تقاضای بار مدل می‌شود. مطابق بخش پایینی شکل (۲)، عدم قطعیت بار با در نظر گرفتن سه سطح بار به‌ازای هر بازه زمانی تقاضای بار توصیف می‌شود. عدم قطعیت تولیدات بادی نیز مطابق بخش بالایی شکل (۲)، با در نظر گرفتن شش شدت توان بادی به ازای هر بازه زمانی تقاضای بار نشان داده می‌شود [۸].



شکل ۲- منحنی‌های تداومی بار و باد [۸].

### ۳- فرمول‌بندی ریاضی مدل پیشنهادی

#### ۳-۱- فرمول‌بندی مسئله دوسطحی

بر اساس روابط (۱) الی (۲۳) مسئله TNEP مورد نظر به صورت یک مدل دوسطحی تصادفی مقید به ریسک فرمول‌بندی می‌شود. عدم قطعیت‌های مسئله شامل پیش‌بینی تقاضای بار و توان تولیدی واحدهای بادی بوده و توسط سناریو مدل شده است. مسئله سطح بالا بیانگر تصمیمات سرمایه‌گذاری شبکه انتقال بوده و مسائل سطح پایین شامل تسویه بازار مقید به قیود شبکه برای هر سناریوی عدم قطعیت و هر دوره زمانی با در نظر گرفتن تصمیمات توسعه از مسئله سطح بالا با هدف بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی می‌باشد. متغیرهای دوگان بعد از هر معادله آورده شده است.

انتقالی خطوط انتقال توسط قیود (۱۰) و (۱۱) اعمال می شود. قیود (۱۲)، (۱۳) و (۱۴) به ترتیب اندازه بلوک های پیشنهادی واحدهای تولیدی فسیلی و تقاضای بار و محدودیت توان تولیدی واحدهای بادی را مشخص می کند. قیود (۱۵) و (۱۶) به ترتیب بیانگر حد بالای قطع بار و حد پایین توان مصرفی می باشند. محدودیت زوایای ولتاژ شین ها توسط قیود (۱۷) و (۱۸) لحاظ گردیده و قید (۱۹) زاویه ولتاژ شین مرجع را برابر صفر قرار می دهد. در نهایت، قیود (۲۰) الی (۲۳) به ترتیب مثبت بودن توان های تولیدی واحدهای فسیلی و بادی، قطع بار و توان های مصرفی را نشان می دهد.

### ۳-۲- تک سطحی سازی مسئله

با در نظر گرفتن مسئله سطح بالا و قیود اصلی، قیود دوگان و شرط strong duality مسائل سطح پایین، مسئله دوسطحی (۱) الی (۲۳) تبدیل به یک مسئله MPEC تصادفی تک سطحی می شود [۷]. روابط (۲۴) الی (۴۳) بیانگر دوگان مسائل سطح پایین (۷) الی (۲۳) می باشد.

$$\begin{aligned} \{Min. & \sum_{k \in \Omega^L} (\phi_{kt}^{max}(s) - \phi_{kt}^{min}(s)) f_k^{max} \\ & + \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \phi_{ibt}^{gmax}(s) g_{ib}^{max} \\ & + \sum_{y \in \Omega^{GW}} \phi_{yt}^{gwmmax}(s) P_{yt}^{gwmmax}(s) \\ & + \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \beta_{jht}^{max}(s) d_{jht}^{max}(s) \\ & + \sum_{j \in \Omega^D} \left( \alpha_{jt}^{max}(s) \sum_{h \in \Omega_j} d_{jht}^{max}(s) \right. \\ & \left. + \rho_{jt}(s) d_{jt}^{min}(s) \right) \\ & + \sum_{n \in \Omega^N} \pi (\xi_{nt}^{max}(s) - \xi_{nt}^{min}(s)) \end{aligned} \quad (24)$$

S.T.

$$\lambda_{n(i)t}(s) + \phi_{ibt}^{gmax}(s) \geq -\lambda_{Gib} \forall b, \forall i \quad (25)$$

$$\lambda_{n(y)t}(s) + \phi_{yt}^{gwmmax}(s) \geq 0 \forall y \quad (26)$$

$$-\lambda_{n(j)t}(s) + \beta_{jht}^{max}(s) + \rho_{jt}(s) \geq \lambda_{Djh} \forall h, \forall j \quad (27)$$

$$\lambda_{n(j)t}(s) + \alpha_{jt}^{max}(s) \geq -c_j^U \forall j \quad (28)$$

$$f_{kt}(s) = b_k x_k (\theta_{se(k)t}(s) - \theta_{re(k)t}(s)) : \phi_{kt}(s) \forall k \quad (9)$$

$$f_{kt}(s) \leq f_k^{max} : \phi_{kt}^{max}(s) \forall k \quad (10)$$

$$f_{kt}(s) \geq -f_k^{max} : \phi_{kt}^{min}(s) \forall k \quad (11)$$

$$g_{ibt}(s) \leq g_{ib}^{max} : \phi_{ibt}^{gmax}(s) \forall b, \forall i \quad (12)$$

$$d_{jht}(s) \leq d_{jht}^{max}(s) : \beta_{jht}^{max}(s) \forall h, \forall j \quad (13)$$

$$g_{wyt}(s) \leq P_{yt}^{gwmmax}(s) : \phi_{yt}^{gwmmax}(s) \forall y \quad (14)$$

$$r_{jt}(s) \leq \sum_{h \in \Omega_j} d_{jht}^{max}(s) : \alpha_{jt}^{max}(s) \forall j \quad (15)$$

$$\sum_{h \in \Omega_j} d_{jht}(s) \geq d_{jt}^{min}(s) : \rho_{jt}(s) \forall j \quad (16)$$

$$\theta_{nt}(s) \leq \pi : \xi_{nt}^{max}(s) \forall n \in \Omega^N \setminus n: slack \quad (17)$$

$$\theta_{nt}(s) \geq -\pi : \xi_{nt}^{min}(s) \forall n \in \Omega^N \setminus n: slack \quad (18)$$

$$\theta_{nt}(s) = 0 : \chi_{nt}(s) n: slack \quad (19)$$

$$g_{ibt}(s) \geq 0, \forall b, \forall i \quad (20)$$

$$g_{wyt}(s) \geq 0 \forall y \quad (21)$$

$$r_{jt}(s) \geq 0 \forall j \quad (22)$$

$$d_{jht}(s) \geq 0 \forall j, \forall h \forall t, \forall s \quad (23)$$

مدل فوق شامل مسئله سطح بالا (روابط (۱) الی (۶)) و همچنین مسائل سطح پایین (روابط (۷) الی (۲۳)) می باشد. رابطه (۱) تابع هدف سطح بالا بوده و شامل هزینه توسعه شبکه انتقال، هزینه EENS، هزینه قطع تولید بادی انتظاری و ریسک می باشد. جهت در نظر گرفتن ریسک از شاخص CVaR استفاده شده است. در هر سناریو، بر اساس رابطه (۲) متغیر  $S(s)$  به دست می آید. قید (۳) بیانگر محدودیت بودجه سرمایه گذاری، قید (۴) مؤید احداث بودن خطوط موجود و قیود (۵) و (۶) به ترتیب نشان دهنده ماهیت دودویی متغیر تصمیم احداث خطوط جدید و نامنفی بودن متغیر  $S(s)$  است. رابطه (۷) تابع هدف مسائل سطح پایین بوده و بیانگر رفاه اجتماعی می باشد. قیود (۸) و (۹) به ترتیب بیانگر تعادل توان مربوط به هر شین و توان انتقالی مربوط به هر خط انتقال می باشند. محدودیت توان

$$(۲)-(۱) \quad (۴۶)$$

$$(۸)-(۲۳) \quad (۴۷)$$

$$(۲۵)-(۴۴) \quad (۴۸)$$

### ۳-۳-۳- خطی سازی مسئله MINLP

با خطی سازی بخش‌های غیر خطی مسئله MINLP تک سطحی بدست آمده در بخش قبل، مسئله MILP حاصل می‌گردد [۷]. قید غیر خطی (۹) به همراه قیود (۱۰) و (۱۱) با روابط خطی (۴۹) و (۵۰) جایگزین می‌شوند.

$$-x_k f_k^{max} \leq f_{kt}(s) \leq x_k f_k^{max} \quad (۴۹)$$

$$-(1-x_k)M \leq \frac{f_{kt}(s)}{b_k} - (\theta_{se(k)t}(s) - \theta_{re(k)t}(s)) \leq (1-x_k)M \quad (۵۰)$$

قیود غیرخطی دوگان (۳۰) و (۳۱) نیز با روابط خطی (۵۱) الی (۵۴) جایگزین می‌شوند:

$$-\sum_{k|se(k)=n} b_k(\phi_{kt}(s) - \phi_{kt}^-(s)) + \sum_{k|re(k)=n} b_k(\phi_{kt}(s) - \phi_{kt}^-(s)) + \xi_{nt}^{max}(s) + \xi_{nt}^{min}(s) = 0 \quad (۵۱)$$

$$-\sum_{k|se(k)=n} b_k(\phi_{kt}(s) - \phi_{kt}^-(s)) + \sum_{k|re(k)=n} b_k(\phi_{kt}(s) - \phi_{kt}^-(s)) + \chi_{nt}(s) = 0 \quad (۵۲)$$

$$-x_k \Gamma^{max} \leq \phi_{kt}(s) - \phi_{kt}^-(s) \leq x_k \Gamma^{max} \quad (۵۳)$$

$$-(1-x_k)\Gamma^{max} \leq \phi_{kt}^-(s) \leq (1-x_k)\Gamma^{max} \quad (۵۴)$$

مقادیر  $M$  و  $\Gamma^{max}$  به اندازه کافی بزرگ و مثبت در نظر گرفته می‌شود. ضریب برگشت سرمایه مطابق رابطه (۵۵) محاسبه می‌شود.

$$CRF = \frac{ir(1+ir)^{nt}}{(1+ir)^{nt} - 1} \quad (۵۵)$$

### ۴- مطالعات موردی

در این بخش، مدل پیشنهادی روی دو مورد مطالعاتی سیستم تست شش شینه Garver و سیستم تست قابلیت

$$-\lambda_{se(k)t}(s) + \lambda_{re(k)t}(s) + \phi_{kt}(s) + \phi_{kt}^{max}(s) + \phi_{kt}^{min}(s) = 0 \forall k \quad (۲۹)$$

$$-\sum_{k|se(k)=n} b_k x_k \phi_{kt}(s) + \sum_{k|re(k)=n} b_k x_k \phi_{kt}(s) + \xi_{nt}^{max}(s) + \xi_{nt}^{min}(s) = 0 \forall n \in \Omega^N \setminus n: slack \quad (۳۰)$$

$$-\sum_{k|se(k)=n} b_k x_k \phi_{kt}(s) + \sum_{k|re(k)=n} b_k x_k \phi_{kt}(s) + \chi_{nt}(s) = 0 \quad n: slack \quad (۳۱)$$

$$\lambda_{nt}(s) \text{ free } \forall n \quad (۳۲)$$

$$\phi_{kt}(s) \text{ free } \forall k \quad (۳۳)$$

$$\phi_{kt}^{max}(s) \geq 0 \quad \forall k \quad (۳۴)$$

$$\phi_{kt}^{min}(s) \leq 0 \quad \forall k \quad (۳۵)$$

$$\varphi_{ibt}^{gmax}(s) \geq 0 \quad \forall b, \forall i \quad (۳۶)$$

$$\varphi_{yt}^{gwmmax}(s) \geq 0 \quad \forall y \quad (۳۷)$$

$$\beta_{jht}^{max}(s) \geq 0 \quad \forall h, \forall j \quad (۳۸)$$

$$\alpha_{jt}^{max}(s) \geq 0 \quad \forall j \quad (۳۹)$$

$$\rho_{jt}(s) \leq 0 \quad \forall j \quad (۴۰)$$

$$\xi_{nt}^{max}(s) \geq 0 \quad \forall n \quad (۴۱)$$

$$\xi_{nt}^{min}(s) \leq 0 \quad \forall n \quad (۴۲)$$

$$\chi_{nt}(s) \text{ free } \quad n: slack \quad (۴۳)$$

براساس تئوری strong duality داریم:

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \lambda_{Djh} d_{jht}(s) - \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \lambda_{Gib} g_{ibt}(s) \\ & - \sum_{j \in \Omega^D} c_j^U r_{jt}(s) \\ & = \sum_{k \in \Omega^L} (\phi_{kt}^{max}(s) - \phi_{kt}^{min}(s)) f_k^{max} \\ & + \sum_{i \in \Omega^G} \sum_{b \in \Omega_i} \varphi_{ibt}^{gmax}(s) g_{ib}^{max} \\ & + \sum_{y \in \Omega^{GW}} \varphi_{yt}^{gwmmax}(s) p_{yt}^{wmax}(s) \\ & + \sum_{j \in \Omega^D} \sum_{h \in \Omega_j} \beta_{jht}^{max}(s) d_{jht}^{max}(s) \\ & + \sum_{j \in \Omega^D} \left( \alpha_{jt}^{max}(s) \sum_{h \in \Omega_j} d_{jht}^{max}(s) + \rho_{jt}(s) d_{jt}^{min}(s) \right) \\ & + \sum_{n \in \Omega^N} \pi (\xi_{nt}^{max}(s) - \xi_{nt}^{min}(s)) \end{aligned} \quad (۱۴)$$

در نهایت مسئله MINLP<sup>۱</sup> تک سطحی معادل عبارتست از:

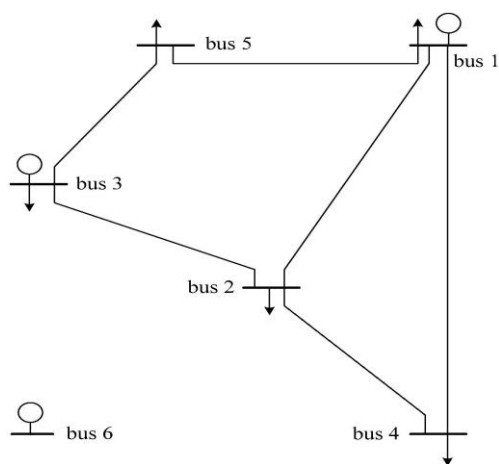
$$Max. () \quad (۴۵)$$

$$S. T.$$

<sup>۱</sup> Mixed integer nonlinear programming



شده است. همچنین جهت مدل سازی عدم قطعیت های باد و بار، برای هر بازه زمانی، شش سطح شدت باد و سه سطح بار لحاظ شده است. بدین ترتیب ۱۸ سناریو حاصل می شود. احتمال وقوع همه سناریوها یکسان و شدت باد در شین ۶، ده درصد بیشتر از شین ۴ فرض شده است. بودجه سرمایه گذاری،  $30 \text{ M€}$  می باشد. در سناریوی مطالعاتی اول که واحدهای تولیدی فقط از نوع فسیلی می باشند، دو واحد بادی  $500 \text{ MW}$  واقع در شین های ۴ و ۶ از نوع فسیلی با توان پیشنهادی به ترتیب  $200 \text{ MW}$ ،  $150$  و  $150$  و قیمت  $70 \text{ €/MWh}$ ،  $75$  و  $80$  در نظر گرفته شده است.



شکل ۳- شبکه شش شینه Garver [۲۹].

#### ۴-۱-۲- تحلیل نتایج

جدول ۲ نتایج شبیه سازی را نشان می دهد. در سناریوی مطالعاتی اول که منابع بادی در نظر گرفته نشده است، در مجموع سه خط انتقال در برنامه توسعه احداث شده است. رفاه اجتماعی انتظاری، هزینه سرمایه گذاری شبکه انتقال و همچنین میانگین و انحراف معیار LMPها دارای کمترین مقدار در بین همه سناریوها بوده و انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی دارای بیشترین مقدار می باشد. در سناریوی دوم در حضور منابع بادی، با توجه به احداث دو خط اضافی در کریدور ۶-۲، هزینه سرمایه گذاری  $85/79\%$  افزایش یافته و منجر به رشد  $54/67\%$  درصدی رفاه اجتماعی انتظاری شده است. استفاده از منابع بادی در این سناریو منجر به کاهش  $35/65\%$  درصدی انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی شده است. همچنین عدم قطعیت منابع بادی منجر به قطع بار در سیستم شده به طوریکه

اطمینان IEEE RTS اعمال می گردد. سناریوهای شبیه سازی مطابق جدول ۱ است.

جدول ۱- سناریوهای مطالعاتی

معیار ریسک	هزینه قطع تولید بادی	مزارع بادی	واحدهای حرارتی	شماره سناریو	
				RTS	Garver
--	--	--	✓	---	۱
--	--	✓	✓	۱	۲
--	✓	✓	✓	۲	۳
✓	✓	✓	✓	۳	۴

فرضیات مشترک دو مورد مطالعاتی به شرح ذیل می باشد. طول عمر خطوط ۲۵ سال (دوره برگشت سرمایه) و نرخ بهره  $10\%$  در نظر گرفته شده است. حداکثر تعداد خطوط در هر کریدور ۳ خط می باشد. پیشنهادات تولید و تقاضای بار مستقل از سناریوهای بار می باشند. هزینه قطع بار ده برابر پیشنهاد قیمت اولین بلوک تقاضای بار است. حداقل مصرف مربوط به هر تقاضای بار در هر سناریو برابر با  $90\%$  کل پیشنهاد آن لحاظ می شود. هزینه قطع تولید بادی معادل دوبرابر بیشترین قیمت پیشنهادی واحدهای فسیلی در نظر گرفته شده و قیمت پیشنهادی مزارع بادی صفر می باشد. موقعیت و ظرفیت نیروگاهها معلوم می باشند. مقادیر  $\alpha$  و  $\beta$  به ترتیب برابر  $0/8$  و  $1$  می باشند. صحت سنجی مدل اولیه براساس مرجع [۷] انجام شده است.

#### ۴-۱-۴- مطالعه موردی ۱: سیستم تست ۶ شینه Garver

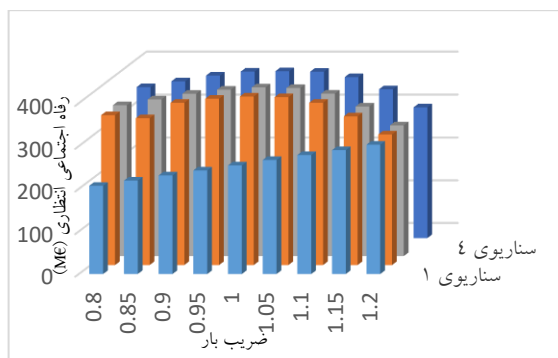
##### ۴-۱-۱- مشخصات و فرضیات مورد مطالعاتی

مدل پیشنهادی روی سیستم تست شش شینه Garver [۲۹] اعمال می گردد. مطابق شکل (۳)، شبکه مذکور شامل شش شین، شش خط موجود، پنج بار و سه واحد تولیدی می باشد. در سناریوهای مطالعاتی که برنامه ریزی توسعه در حضور منابع بادی انجام می شود، دو مزرعه بادی با ظرفیت تولید  $500 \text{ MW}$  در شین های ۴ و ۶ در نظر گرفته شده است. شین ۶ جدا از شبکه بوده اما خطوط کاندیدا قابلیت اتصال آن به شبکه را در صورت احداث دارند. اطلاعات خطوط، تقاضای بار و واحدهای تولیدی مطابق [۷] لحاظ شده و بار با ضریب  $1/5$  اعمال گردیده است. سناریوها و بازه های زمانی باد و بار از منحنی های تداوم باد و بار شکل (۲) استخراج شده است که براساس سوابق اطلاعاتی بازار برق Iberian Peninsula می باشد [۳۰] و [۳۱]. مطابق شکل (۲) منحنی تداوم بار با پنج بازه زمانی در نظر گرفته

جدول ۲- نتایج شبیه‌سازی مربوط به سناریوهای مطالعاتی

شماره سناریو	۱	۲	۳	۴
برنامه توسعه	۶-۲ (۱) ۵-۳ (۲)	۶-۲ (۳) ۵-۳ (۲)	۳-۲ (۱) ۶-۲ (۳) ۵-۳ (۲)	۶-۲ (۲) ۵-۳ (۱) ۶-۴ (۲)
تابع هدف (M€)	۱/۴۸۹	۱۴/۶۴۵	۲۱/۶۹۵	۸۷/۲۱۵
هزینه سرمایه‌گذاری (M€)	۱۳/۵۱	۲۵/۱	۲۸/۹۶۲	۲۷/۰۳۱۲
هزینه انرژی تأمین نشده انتظاری (M€)	۰	۱۱/۸۸	۱۱/۸۸	۱۴/۹۴۵
رفاه اجتماعی انتظاری (M€)	۲۵۵/۰۲	۳۹۴/۴۴	۳۹۴/۶۶۸۱	۳۹۰/۲۴۱۷
انرژی تولیدی انتظاری واحدهای بادی (GWh)	---	۲۱۶۸/۸۸۵	۲۱۷۲/۳۸۶	۲۱۵۶/۱۸۳
انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی (GWh)	۵۹۸۲/۱۴۳	۳۸۴۹/۳۲۱	۳۸۴۶/۱۰۸	۳۸۱۲/۴۶۴
انرژی مصرفی انتظاری (GWh)	۵۹۸۲/۱۴۳	۶۰۲۹/۰۰۶	۶۰۲۹/۲۹۵	۵۹۸۱/۹۹۱
انرژی تأمین نشده انتظاری (GWh)	۰	۱۰/۷۹۹	۱۰/۷۹۹	۱۳/۳۴۳
میانگین LMPها	۷۱/۰۱	۱۰۰/۳	۱۰۰/۰۳۵۲	۹۵/۱۵۸
انحراف معیار LMPها	۳/۰۷	۱۹۷/۱	۱۹۷/۲۱۶	۱۶۰/۷۶۱
CVaR	---	---	---	۶۰/۰۷۴۹
درصد باد استحصال شده	---	۹۷/۰۹۷	۹۸/۰۱۳	۹۷/۰۴

بار پیش بینی شده بوده که اثر نامطلوبی بر رفاه اجتماعی انتظاری دارد.



شکل ۴- رفاه اجتماعی انتظاری بر حسب ضریب تقاضای بار پیش‌بینی شده

مطابق شکل ۵ در سناریوی اول با افزایش تقاضای بار پیش بینی شده، سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال جهت تأمین تقاضای بار رو به رشد، افزایش یافته است. در سناریوهای بعدی به علت جذابیت منابع تجدیدپذیر، تمایل به سرمایه‌گذاری جهت استفاده از این منابع، بیشتر شده است. در سناریوی سوم، با در نظر گرفتن جریمه قطع تولید بادی در تابع هدف، سرمایه‌گذاری جهت استفاده بیشتر از منابع بادی افزایش یافته است. در سناریوهای اول و دوم با افزایش تقاضای بار پیش بینی شده، روند سرمایه‌گذاری افزایشی است اما در سناریوی سوم و چهارم با توجه به در نظر گرفتن جریمه قطع تولید بادی و نیز ریسک در تابع

EENS و هزینه آن از مقدار صفر در سناریوی اول به ترتیب به مقدار ۱۰/۸ GWh و ۱۱/۸۸ M€ در سناریوی دوم رسیده است. این مسئله موجب افزایش میانگین و انحراف معیار LMPها شده است. در سناریوی سوم با در نظر گرفتن هزینه قطع تولید بادی، هزینه سرمایه‌گذاری شبکه انتقال ۱۵/۳۹٪ افزایش یافته و منجر به افزایش استفاده از منابع بادی و کاهش انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی شده است. در نتیجه رفاه اجتماعی انتظاری به بالاترین مقدار در بین تمام سناریوها رسیده است. در آخرین سناریو، با در نظر گرفتن ریسک، میزان سرمایه‌گذاری کاهش یافته و منجر به کاهش رفاه اجتماعی انتظاری و انرژی تولیدی انتظاری واحدهای بادی شده است.

#### ۴-۱-۳- تأثیر پیش بینی تقاضای بار

از آنجایی که یکی از عوامل تأثیرگذار در برنامه‌ریزی توسعه شبکه، پیش بینی تقاضای بار می‌باشد، در این بخش، تاثیر تغییرات ضریب تقاضای بار پیش بینی شده بر رفاه اجتماعی انتظاری و هزینه سرمایه‌گذاری توسعه بررسی شده و نتایج برای سناریوهای مطالعاتی ارائه شده است. مطابق شکل (۴) در حضور منابع بادی، سطح رفاه اجتماعی انتظاری افزایش یافته است. همچنین در سناریوی اول با افزایش تقاضای بار پیش بینی شده، رفاه اجتماعی انتظاری افزایشی است اما در بقیه سناریوها ابتدا افزایشی و سپس کاهشی می‌باشد که علت آن پیدایش و افزایش قطع بار پس از افزایش تقاضای

بر این اساس، سیستم مورد مطالعه شامل ۳۳ کریدور موجود، ۵ کریدور جدید و ۳۸ خط موجود می‌باشد. مشخصات واحدهای تولیدی و تقاضای بار و کریدورهای موجود مطابق [۷] می‌باشد. مشخصات کریدورهای جدید مطابق جدول بوده و برای تقاضای بار ضریب رشد ۱/۵ اعمال گردیده است. بودجه سرمایه‌گذاری ۴۰ M€ می‌باشد. دو واحد بادی با ظرفیت هر یک ۱۲۰۰ MW در شین‌های ۴ و ۷ لحاظ شده است. سناریوها و بازه‌های زمانی باد و بار مطابق منحنی‌های تداوم باد و بار شکل ۲ می‌باشد. شدت باد در شین ۷ نسبت به شین ۴، ۲۰٪ بیشتر است.

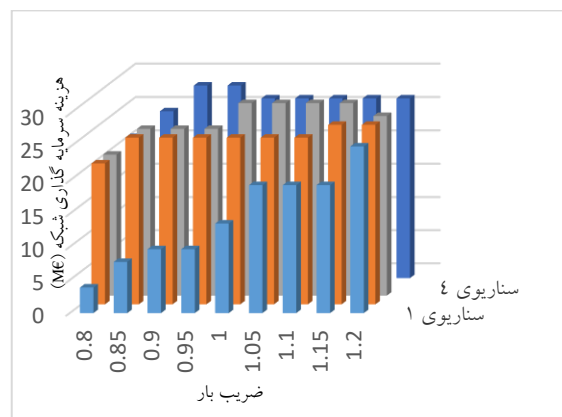
جدول ۳- اطلاعات خطوط کاندیدا

شماره شین	شماره شین	ظرفیت خط (MW)	راکتانس (p.u.)	هزینه سرمایه‌گذاری خط (۱۰ <sup>۳</sup> €)
۲	۷	۱۷۵	۰/۱۲	۹۶۲۲
۳	۴	۱۷۵	۰/۱۲	۱۰۸۲۴
۴	۵	۱۷۵	۰/۱۲	۹۶۲۲
۵	۷	۱۷۵	۰/۱۴	۱۰۲۲۲
۶	۸	۱۷۵	۰/۰۶۱۴	۱۰۰۱۲

#### ۲-۲-۴- تحلیل نتایج

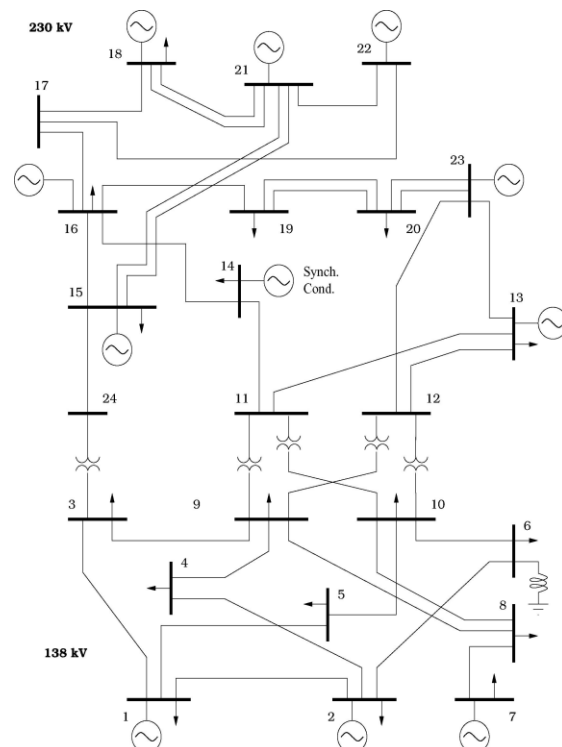
جدول ۲ بیانگر نتایج شبیه‌سازی می‌باشد. در سناریوی مطالعاتی اول، ۳۹/۸۷ M€ سرمایه‌گذاری جهت احداث مجموعاً ۷ خط انجام شده است. در سناریوی دوم با در نظر گرفتن هزینه قطع تولید بادی، با وجود کاهش هزینه سرمایه‌گذاری، برنامه توسعه به شکلی تغییر یافته که منجر به افزایش استفاده از منابع بادی و کاهش انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی شده است که از نقطه نظر زیست محیطی مهم می‌باشد. در عین حال، رفاه اجتماعی نیز کاهش یافته است که به علت افزایش هزینه انرژی تامین نشده ناشی از عدم قطعیت منابع بادی می‌باشد. همچنین میانگین و انحراف معیار LMPها نیز افزایش یافته و منجر به کاهش انرژی مصرفی انتظاری شده است. در سناریوی سوم، با در نظر گرفتن ریسک، برنامه توسعه به نحوی تغییر یافته که در نتیجه آن، انرژی انتظاری تامین شده از منابع بادی کاهش یافته و انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی بیشتر شده است. بدین معنی که با در نظر گرفتن ریسک، تمایل به استفاده از منابع بادی نایقین کمتر شده است. این مسئله منجر به کاهش انرژی تامین نشده انتظاری و هزینه ناشی از آن شده است.

هدف و ماهیت چند هدفه شدن تابع هدف، افزایش سرمایه‌گذاری شبکه لزوماً همیشه همسو با افزایش پیش بینی تقاضای بار نیست.



شکل ۵- هزینه سرمایه‌گذاری بر حسب ضریب تقاضای بار پیش بینی شده

۲-۴- مطالعه موردی ۲: سیستم ۲۴ شینه IEEE RTS  
 ۱-۲-۴- مشخصات و فرضیات مورد مطالعاتی  
 مدل پیشنهادی روی سیستم تست قابلیت اطمینان IEEE (RTS) مطابق شکل ۶ اعمال شده است [۳۲].



شکل ۶- سیستم تست قابلیت اطمینان IEEE-RTS [۳۲].

فرض می‌شود خط موجود در کریدور ۷-۸ حذف شده است. بدین ترتیب شین ۷ در ابتدا از شبکه جدا بوده و نشان دهنده شرایط موجود در شبکه‌های با مزارع بادی دور است.

جدول ۲- نتایج شبیه‌سازی مربوط به سناریوهای مطالعاتی

شماره سناریو	۱	۲	۳
برنامه توسعه	۱۰-۶ (۱)		۲-۱ (۲)
	۱۲-۱۰ (۱)	۱۰-۶ (۱)	۵-۱ (۱)
	۱۳-۱۲ (۱)	۱۲-۱۰ (۱)	۹-۴ (۱)
	۱۶-۱۴ (۱)	۱۶-۱۴ (۱)	۱۰-۶ (۱)
	۱۷-۱۶ (۱)	۲۳-۲۰ (۱)	۱۲-۱۰ (۱)
	۸-۷ (۲)	۸-۷ (۳)	۱۶-۱۴ (۱)
			۱۷-۱۶ (۱)
			۸-۷ (۲)
تابع هدف (M€)	۱۶۹/۰۷۱۴	۲۳۸/۹۹۲	۸۰۶/۱۱۹
هزینه سرمایه‌گذاری (M€)	۳۹/۸۷۱	۳۹/۵۹۴	۳۹/۶۹
هزینه انرژی تأمین نشده انتظاری (M€)	۱۶۴/۶۸	۱۹۰/۷۳	۱۸۴/۳۴
رفاه اجتماعی انتظاری (M€)	۱۰۱۰/۸۰۵	۹۹۴/۵۲۷	۱۰۰۱/۷۸
انرژی تولیدی انتظاری واحدهای بادی (GWh)	۵۱۲۳/۷۹	۵۳۴۶/۶۳۹	۵۳۰۹
انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی (GWh)	۵۴۵۵۹/۳۵۵	۵۴۲۹۷/۸۳	۵۴۳۲۷/۴۸
انرژی مصرفی انتظاری (GWh)	۵۹۸۴۸/۴۴۴	۵۹۸۴۳/۰۶	۵۹۸۲۴/۹۴
انرژی تأمین نشده انتظاری (GWh)	۱۶۵/۲۹۷	۱۹۸/۵۸۵	۱۸۸/۴۶۷
میانگین LMPها (€/MWh)	۱۲۷/۵۹۶	۱۳۲/۲۳۶	۱۳۴/۷۹۰
انحراف معیار LMPها (€/MWh)	۱۶۶/۴۹۱	۱۸۳/۴۰۶	۱۸۶/۱۳۴
CVaR (M€)	---	---	۵۶۵/۹۸۷
درصد باد استحصال شده	۹۲/۱۰۵	۹۶/۱۰۶	۹۵/۱۳۸

## ۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک مدل دو سطحی تصادفی مقید به ریسک جهت برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال با رویکرد همزمان استفاده بیشتر از منابع بادی و کاهش انرژی تأمین نشده در محیط بازار ارائه شده است. در سطح بالا، تصمیمات توسعه شبکه انتقال توسط ISO اتخاذ شده و در سطح پایین، مسئله تسویه بازار با توجه به تصمیمات توسعه گرفته شده در سطح بالا حل می‌شود. مدل دوسطحی ارائه شده به کمک تئوری دوگانگی به صورت یک مسئله MPEC فرمول‌بندی شده و سپس به یک مسئله MILP تبدیل می‌شود. نتایج به دست آمده شامل موارد زیر است:

- با در نظر گرفتن هزینه قطع تولید بادی، برنامه توسعه به شکلی تغییر یافته که منجر به افزایش استفاده از واحدهای بادی و کاهش انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی شده است که از نقطه نظر زیست محیطی مهم می‌باشد.
- با در نظر گرفتن ریسک، برنامه توسعه به نحوی تغییر

یافته که در نتیجه آن، انرژی انتظاری تأمین شده از منابع بادی کاهش، و انرژی تولیدی انتظاری واحدهای فسیلی افزایش یافته است.

- افزایش استفاده از منابع بادی با توجه به عدم قطعیت آنها، منجر به افزایش قطع بار در سیستم و در نتیجه افزایش میانگین و انحراف معیار LMPها شده است. به‌عنوان تحقیقات آتی می‌توان اثر استفاده از ذخیره‌سازها جهت مواجهه با این چالش را بررسی نمود.

### فهرست علائم

#### اندیس‌ها و مجموعه‌ها

مجموعه نیروگاه‌های حرارتی واقع در شین $n$	$\Psi_n^G$
مجموعه نیروگاه‌های بادی واقع در شین $n$	$\Psi_n^{GW}$
مجموعه بارهای واقع در شین $n$	$\Psi_n^D$
مجموعه نیروگاه‌های حرارتی	$\Omega^G$
مجموعه نیروگاه‌های بادی	$\Omega^{GW}$
مجموعه بارها	$\Omega^D$
مجموعه بلوک‌های پیشنهادی واحد حرارتی $i$	$\Omega_i$

احتمال برآورده نشدن سود $\eta$	$\alpha$	مجموعه بلوک‌های پیشنهادی بار $j$	$\Omega_j$
مقادیر ثابت به اندازه کافی بزرگ	$\Gamma^{max}$ و $M$	مجموعه خطوط انتقال	$\Omega^L$
	<b>متغیرها</b>	مجموعه خطوط انتقال کانیدیا	$\Omega^{L+}$
متغیر باینری تصمیم‌گیری احداث خطوط	$x_k$	مجموعه شینه‌ها	$\Omega^N$
تقاضای بار	$d_{jht}(s)$	مجموعه بازه‌های زمانی	$\Omega^T$
توان تولیدی واحدهای حرارتی	$g_{ibt}(s)$	مجموعه سناریوها	$\Omega^S$
توان تولیدی واحدهای بادی	$gw_{yt}(s)$		<b>پارامترها</b>
قطع بار	$r_{jt}(s)$	سوسپتانس خط $k$	$b_k$
توان انتقالی خطوط	$f_{kt}(s)$	مدت زمان دوره زمانی $t$	$N_t^h$
زوایای شینه‌ها	$\theta_{nt}(s)$	احتمال وقوع سناریو $s$	$\delta(s)$
میزان سود در معرض خطر برآورده نشدن	$\eta$	قیمت پیشنهادی تقاضای بار	$\lambda_{Djh}$
مقدار سودی که در هر سناریو کمتر از $\eta$ شده است.	$S(s)$	قیمت پیشنهادی واحدهای تولیدی	$\lambda_{Gib}$
	<b>واژگان اختصاری</b>	هزینه قطع بار	$C_j^U$
BD	تجزیه بندرز	هزینه قطع تولید بادی	$\lambda_{wc}$
CVaR	ارزش در معرض خطر مشروط	ضریب برگشت سرمایه	CRF
EENS	انرژی تامين نشده انتظاری	هزینه احداث خط $k$	$c_k$
IBB	الگوریتم شاخه و کران بهبود یافته	بودجه سرمایه گذاری توسعه شبکه انتقال	$c^{max}$
ISO	بهره‌بردار مستقل سیستم	ظرفیت خط $k$	$f_k^{max}$
LMP	قیمت حاشیه‌ای مکانی	اندازه بلاک $b$ واحد تولیدی $i$	$g_{ib}^{max}$
LOLE	امید ریاضی از دست دادن بار	ظرفیت توان بادی قابل تولید واحد $y$	$p_{yt}^{wmax}(s)$
LP	برنامه‌ریزی خطی	اندازه بلاک $h$ تقاضای بار $j$	$d_{jht}^{max}(s)$
MILP	برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح	حداقل توان مصرفی بار $j$	$d_{jt}^{min}(s)$
MINLP	برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با عدد صحیح	شینه ارسال خط $k$	$se(k)$
MPEC	برنامه‌ریزی ریاضی با قیود تعادلی	شینه دریافت خط $k$	$re(k)$
MPLP	برنامه‌ریزی خطی چند پارامتری	نرخ بهره	$ir$
NSGAII	الگوریتم ژنتیک رتبه‌بندی نامغلوب	تعداد سال	$nt$
PSO	الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات	احتمال وقوع سناریو $s$	$\delta(s)$
TNEP	برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال	ضریب ریسک	$\beta$

## مراجع

- [1] G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, "Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, 2013, pp. 1355–1362.
- [2] R. A. Jabr, "Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 4, 2013, pp. 4558–4567.
- [3] P. Vilaça, A. Street, and J. M. Colmenar, "A MILP-based heuristic algorithm for transmission expansion planning problems", Electric Power Systems Research, vol. 208, 2022, p. 107882.
- [4] A. A. Foroud, A. A. Abdoos, R. Keypour, and M. Amirahmadi, "A multi-objective framework for dynamic Transmission Expansion Planning in competitive electricity market", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 32, no. 8, 2010, pp. 861–872.
- [5] M. Moeini-Aghtaie, A. Abbaspour, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Incorporating large-scale distant wind farms in probabilistic transmission expansion planning—Part I: Theory and algorithm", IEEE Transactions on power systems, vol. 27, no. 3, 2012, pp. 1585–1593.
- [6] M. Moeini-Aghtaie, A. Abbaspour, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Incorporating large-scale distant wind farms in probabilistic transmission expansion planning-part II: Case studies", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 3, 2012, pp. 1594–1601.

- [7] L. P. Garcés, A. J. Conejo, R. García-Bertrand, and R. Romero, "A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, 2009, pp. 1513–1522.
- [8] L. Baringo and A. J. Conejo, "Transmission and wind power investment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, 2012, pp. 885–893.
- [9] A. Arabali, M. Ghofrani, M. Etezadi-Amoli, M. S. Fadali, and M. Moeini-Aghaie, "A multi-objective transmission expansion planning framework in deregulated power systems with wind generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, 2014, pp. 3003–3011.
- [۱۰] حمید فلقی، مریم رضانی و محمودرضا حقی‌فام، "تحلیل تأثیر نیروگاه‌های بادی بر قابلیت تبادل شبکه‌های انتقال در سیستم قدرت"، نشریه مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۰، شماره ۳۰، پاییز ۱۳۹۱، صفحه ۶۱–۷۵.
- [۱۱] شهاب دهقان و نیما امجدی، "برنامه‌ریزی غیرقطعی توسعه‌ی چندساله‌ی سیستم قدرت با در نظر گرفتن مزرعه‌های بادی به کمک ترکیب برنامه‌ریزی تصادفی و معیار حداقل-حداکثر پشیمانی"، نشریه مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۴، شماره ۴۷، زمستان ۱۳۹۵، صفحه ۴۱–۵۰.
- [۱۲] اسماعیل عابدینی، تقی بارفروشی و میثم جعفری نوکندی، "تسویه هم‌هنگ بازارهای رقابتی برق و گاز مستقل"، نشریه مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۹، شماره ۶۴، بهار ۱۴۰۰، صفحه ۵۳–۶۶.
- [13] C. Muñoz, E. Sauma, J. Contreras, J. Aguado, and S. de La Torre, "Impact of high wind power penetration on transmission network expansion planning", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 6, no. 12, 2012, pp. 1281–1291.
- [14] J. Zhan, C. Y. Chung, and A. Zare, "A Fast Solution Method for Stochastic Transmission Expansion Planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, 2017, pp. 4684–4695.
- [15] S. Huang and V. Dinavahi, "A branch-and-cut benders decomposition algorithm for transmission expansion planning", *IEEE Systems Journal*, vol. 13, no. 1, 2019, pp. 659–669.
- [16] J. Qiu, J. Zhao, D. Wang, and Z. Y. Dong, "Decomposition-based approach to risk-averse transmission expansion planning considering wind power integration", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 11, no. 14, 2017, pp. 3458–3466.
- [17] F. Ugranli and E. Karatepe, "Transmission Expansion Planning for Wind Turbine Integrated Power Systems Considering Contingency", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, 2016, pp. 1476–1485.
- [18] Y. Li, J. Wang, and T. Ding, "Clustering-based chance-constrained transmission expansion planning using an improved benders decomposition algorithm", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 4, 2018, pp. 935–946.
- [19] A. Hajebrahimi, A. Abdollahi, and M. Rashidinejad, "Probabilistic Multiobjective Transmission Expansion Planning Incorporating Demand Response Resources and Large-Scale Distant Wind Farms", *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 2, 2017, pp. 1170–1181.
- [20] M. Majidi-Qadikolai and R. Baldick, "A Generalized Decomposition Framework for Large-Scale Transmission Expansion Planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, 2018, pp. 1635–1649.
- [21] R. Minguez, R. Garcia-Bertrand, J. M. Arroyo, and N. Alguacil, "On the Solution of Large-Scale Robust Transmission Network Expansion Planning under Uncertain Demand and Generation Capacity", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, 2018, pp. 1242–1251.
- [22] X. Zhang and A. J. Conejo, "Robust Transmission Expansion Planning Representing Long- and Short-Term Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, 2018, pp. 1329–1338.
- [23] L. Zhang, Q. Zhou, Q. Gao, H. Cheng, and S. Zhang, "Multistage fuzzy-robust transmission network expansion planning under uncertainties", in *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Jul. 2019, vol. 29, no. 7.
- [24] Z. Zhuo, E. Du, N. Zhang, C. Kang, Q. Xia, and Z. Wang, "Incorporating Massive Scenarios in Transmission Expansion Planning With High Renewable Energy Penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, Mar. 2020, pp. 1061–1074.

- [25] D. Liu, S. Zhang, H. Cheng, L. Liu, J. Zhang, and X. Zhang, "Reducing wind power curtailment by risk-based transmission expansion planning", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 124, Jan. 2021.
- [26] A. N. de Paula, E. J. de Oliveira, L. W. de Oliveira, and L. M. Honório, "Robust Static Transmission Expansion Planning Considering Contingency and Wind Power Generation", *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 31, no. 2, Apr. 2020, pp. 461–470.
- [27] R. Heydari and T. Barforoushi, "Risk Constrained Transmission Expansion Planning in Electricity Markets Considering Wind Curtailment Cost", *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 18, no. 2, 2022, p. 2247, 2022.
- [28] Á. García-Cerezo, L. Baringo, and R. García-Bertrand, "Robust transmission network expansion planning considering non-convex operational constraints," *Energy Economics*, vol. 98, Jun. 2021.
- [29] L. L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 7, 1970, pp. 1688–1697.
- [30] "OMEL Holding | Omel Holding." <http://www.omelholding.es/omel-holding/> (accessed Mar. 14, 2020).
- [31] REE, "Inicio | Red Eléctrica de España," 2019. <https://www.ree.es/es> (accessed Mar. 14, 2020).
- [32] C. Grigg *et al.*, "The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 14, no. 3, 1999, pp. 1010–1020.